



# **NEBEF 3.4 – retour des acteurs suite à la consultation du projet de règles**



Avril 2022

## Table des matières

1.	Agrément technique.....	3
2.	Méthodes par prévision et par historique .....	8
3.	Barème de versement fournisseur .....	11
4.	Evolutions diverses.....	14

## 1. Agrément technique

Acteur	Thématique	Règles	Commentaire	Réponse Rte
Eqinov	3 jours d'activation minimum	4.3.2.1 / 4.3.2.2	La limitation d'un acteur n'ayant pas réalisé au moins 3 jours d'effacement en année N-2 n'est pas acceptable, cet opérateur ne menaçant pas la sécurité d'approvisionnement.	Un nombre de jours d'activation minimum permet de disposer d'un indicateur de fiabilité représentatif de la fiabilité réelle d'un acteur. Par ailleurs : <ul style="list-style-type: none"> <li>- 3 jours d'activation sont très en deçà de la moyenne constatée en 2020 de 37 jours d'effacement</li> <li>- La disposition était déjà présente dans le cadre de l'agrément technique actuel avec une perte d'agrément (sans délai de carence)</li> </ul>
Eqinov	Barème de limitation	4.3.2.2	Le barème de limitation est disproportionné pour les plus gros acteurs. Il n'incite pas à la fiabilité et risque à terme d'amputer les plus gros acteurs d'une grande part de leur portefeuille avec l'effet de seuil à 80 %.  L'acteur propose que le barème de limitation soit défini en fonction du $NCE_{N-2}$ de l'acteur.	Rte rappelle que l'agrément technique n'est pas une mesure visant à inciter à la fiabilité mais à valider la bonne capacité d'un acteur à superviser les effacements et à protéger le système électrique face à des effacements peu fiables.  Un barème indexé au NCE d'un acteur ne permet pas de protéger le système, notamment dans le cas d'un important portefeuille. Le barème proposé, avec des limitations en valeur absolue, permet quant à lui de maintenir une défaillance maximale dans une limite cohérente avec l'exploitation du réseau.  Rte a néanmoins pris en compte les retours des acteurs quant à l'effet de seuil introduit entre la première tranche [Fiabilité $\geq 80\%$ - sans limitation] et la seconde [ $70\% \geq$ Fiabilité $> 80\%$ - 400 MW] et propose l'introduction d'une tranche intermédiaire [ $75\% \geq$ Fiabilité $> 80\%$ - 600 MW].
Flexcity	Barème de limitation	4.3.2.2	Nous sommes alignés avec l'idée d'inciter les OE à être plus fiables, néanmoins nous suggérons qu'une limitation de volume soit appliquée uniquement si la fiabilité est $< 70\%$	Un seuil de 70 % sans limitation ferait porter un risque sur le système plus important que la limite cohérente avec l'exploitation du réseau.
Engie	Barème de limitation	4.3.2.2	Le tableau de plafonnement proposé est satisfaisant (...) à réinterroger néanmoins par la suite pour vérifier que la grille n'a pas contraint à tort certains acteurs.	Le barème n'a pas vocation à contraindre des acteurs, mais bien à protéger le système face à un important risque de défaillance.

Equivov	Prolongation de l'agrément actuel	4.3.2	Les agréments techniques qui auraient dû être renouvelés avant le 31 décembre 2023 selon les modalités définies à l'article 4.3.2 des NEBEF 3.3 sont prolongés jusqu'au 31 décembre 2023 (4.3.2). L'absence de contrôle et de sanction durant un an et demi est trop longue et n'est donc pas saine pour le système.	Cette mesure permet de ne pas superposer deux régimes d'agrément technique. Par ailleurs, les effacements réalisés en 2022 et 2023 seront pris en compte dans la limitation en 2024 et 2025, incitant à une bonne fiabilité dès à présent.
Eqinov	Calcul de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	Les opérateurs n'ont pas de possibilité de contester l'indicateur de fiabilité définitif (4.3.2.1) : "Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte en une fois dans le calcul de l'indicateur définitif." Les acteurs ne peuvent donc pas vérifier la bonne prise en compte de leurs contestations de l'indicateur provisoire avant l'indicateur définitif et ne peuvent pas contester ce dernier. Eqinov demande donc que soit l'indicateur provisoire soit recalculé suite aux contestations, soit l'indicateur définitif puisse être contesté.	La mention « Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte en une fois » signifie que RTE ne procédera pas à la publication d'indicateurs intermédiaires entre l'indicateur provisoire et l'indicateur définitif. Dans le cadre de la prise en compte des contestations, des aller-retour avec les acteurs seront bien effectués pour que les acteurs vérifient la bonne prise en compte de leurs retours. Ces échanges ne feront pas l'objet d'une publication.  RTE a proposé la reformulation de l'article pour plus de clarté.
Flexcity	Calcul de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	Nous constatons que les OE n'ont pas la possibilité de contester l'indicateur de fiabilité définitif. En effet, l'article (4.3.2.1) annonce que "Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte en une fois dans le calcul de l'indicateur définitif." Ainsi, les acteurs ne peuvent donc pas vérifier la bonne prise en compte de leurs contestations de l'indicateur provisoire avant l'indicateur définitif et ne peuvent donc pas contester ce dernier. Flexcity souhaite que l'indicateur provisoire puisse être recalculé suite aux éventuelles contestations justifiées ou bien permettre la contestation de l'indicateur définitif (en cas de courbe de charge manquante par exemple)	La mention « Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte en une fois » signifie que RTE ne procédera pas à la publication d'indicateurs intermédiaires entre l'indicateur provisoire et l'indicateur définitif. Dans le cadre de la prise en compte des contestations des aller-retour avec les acteurs seront bien effectués pour que les acteurs vérifient la bonne prise en compte de leurs retours. Ces échanges ne feront pas l'objet d'une publication.  RTE a proposé la reformulation de l'article pour plus de clarté.
Voltalis	Calcul de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	Risque de sous-évaluation des effacements déclarés par les opérateurs d'effacement souhaitant atteindre une fiabilité de 100%, du fait du biais méthodologique d'écarter les sur-effacements sur le MA et NEBEF pour le calcul de l'indicateur de fiabilité.	L'écarterement des sur-effacements permet d'éviter que ceux-ci viennent compenser des sous-effacements dans le calcul d'un indicateur de fiabilité moyenné.
Voltalis	Calcul de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	Risque de latence entre l'observation d'un défaut de fiabilité d'un opérateur d'effacement et l'application de limitation à sa capacité d'effacement, du fait d'un cycle d'application de limitation qui passe de 3 mois à 3 ans.	La limitation liée à l'agrément technique s'appliquant à un pas annuel, il semble pertinent que la fiabilité soit également calculée à un pas annuel. Une fiabilité calculée sur 12 mois glissants n'étant pas représentative (une part importante des changements de portefeuille se faisant à un pas calendaire), la fiabilité pour N ne peut porter au mieux que sur l'année N-2 au plus tôt.

				Par ailleurs, à l'issue de la concertation, il n'a pas été jugé souhaitable de conserver en plus l'écart mensuel OE, impliquant un double système de suivi chez les OE et de limitation.
Engie	Publication de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	<p>Il sera primordial de connaître la valeur de l'indicateur FiabilitéAgrément suffisamment en amont des appels d'offres annuels (au moins 4 mois avant échéance de remise des offres aux appels d'offres annuels, soit au 28 février pour une remise des offres techniques au 30 juin par exemple).</p> <p>L'indicateur de fiabilité doit être publié au fil de l'eau, de sorte que l'acteur puisse se positionner, anticiper des actions d'amélioration et anticiper la valeur de limitation N+1.</p>	<p>L'indicateur de fiabilité provisoire sera publié au 31 mai N-1 et l'indicateur définitif au 30 octobre N-1.</p> <p>Rte considère que la publication de l'indicateur de fiabilité au fil de l'eau est peu cohérente et conduirait à un résultat potentiellement très volatil. L'indicateur N-3 sera publié en N-2, donnant une première indication sur la limitation appliquée à N. Par ailleurs, le contrôle du réalisé étant publié en M+2 donne une indication sur la tendance.</p>
Energy Pool	Publication de l'indicateur de fiabilité	4.3.2.1	<p>Les durées pour fournir les indicateurs semblent bien trop longues :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- RTE a accès aux données des GRD pour le MA en M+1</li> <li>- les données RE pour les NEBEF sont éventuellement revues en M+3</li> </ul> <p>Il ne devrait pas falloir plus de 2 mois après l'obtention des données par RTE pour fournir une première estimation.</p> <p>Le risque de limitation sur les volumes à engager devrait pouvoir être estimé par l'acteur avant de répondre à des AO tels que l'AOE et la RR-RC</p> <p>==&gt; la première estimation devrait avoir lieu au plus tard fin mai</p> <p>La valeur finale devrait être connue au moins 1 mois avant la date limite de certification du mécanisme de capacité, soit au plus tard le 30 septembre.</p> <p>De plus, pour permettre aux acteurs d'estimer au mieux leurs risques de limitation suite à des écarts entre les valeurs estimées par RTE et les valeurs définitives prises en compte, il est important pour les acteurs d'avoir une réévaluation au fil de l'eau des contestations qui ont pu être faites.</p> <p><u>Proposition de rédaction :</u></p> <p>Cet indicateur de fiabilité est calculé et transmis à l'Acteur d'Effacement :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De façon provisoire au 1<sup>er</sup> semestre avant le 31 mai de l'année précédente ;</li> </ul>	<p>L'indicateur de fiabilité provisoire sera publié au 31 mai N-1 et l'indicateur définitif au 31 octobre N-1.</p> <p>Le processus de convergence vers l'indicateur définitif demande plusieurs échanges et aller-retour entre Rte et chaque acteur, ces échanges ne pourront pas être réalisés au cours de l'été uniquement.</p> <p>Rte préfère maintenir une publication au 31 octobre N-1 afin de prendre en compte le maximum de contestations dans l'établissement des indicateurs définitifs.</p> <p>La mention « Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte en une fois » signifie que Rte ne procédera pas à la publication d'indicateurs intermédiaires entre l'indicateur provisoire et l'indicateur définitif. Dans le cadre de la prise en compte des contestations des aller-retour avec les acteurs seront bien effectués pour que les acteurs vérifient la bonne prise en compte de leurs retours. Ces échanges ne feront pas l'objet d'une publication.</p> <p>Rte a proposé la reformulation de l'article pour plus de clarté.</p>

			<p>- De façon définitive au <del>31 octobre</del> <b>30 septembre</b> de l'année précédente.</p> <p>Toute contestation portant sur l'indicateur provisoire Notifiée après le <del>30 septembre</del> 31 août de l'année précédente ne sera pas prise en compte dans l'indicateur définitif. Les contestations portant sur l'indicateur provisoire seront prises en compte <del>en une fois</del> <b>au fil de l'eau</b> dans le calcul de l'indicateur définitif <b>et RTE informera l'acteur de la validité ou non de chaque contestation au plus tard sous 1 mois.</b></p>	
Voltais	Période de transition	4.2	<p>Voltais s'interroge sur la transition au nouveau modèle d'agrément au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Pour les opérateurs disposant d'un agrément technique depuis de nombreuses années, nous comprenons que pour assurer une continuité, la transition se réaliserait selon les étapes suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 1<sup>er</sup> semestre 2023 : transmission de l'indicateur de fiabilité provisoire calculé sur la base des performances des activations réalisées en 2022 et 2021</li> <li>- 31 octobre 2023 : transmission de l'indicateur de fiabilité définitif calculé sur les fiabilités annuelles des activations réalisées en 2022 et 2021</li> <li>- 1<sup>er</sup> janvier 2024 : application de limitation de capacité d'effacement durant l'année en fonction de l'indicateur.</li> </ul>	Rte confirme la compréhension de l'acteur.
EDF	Application de la limitation	4.3.1.3 / 4.3.2.2	<p>S'agissant de la limitation de puissance valorisable dans les premiers mois de l'agrément (4.3.1.3) et de la limitation de puissance relative à la fiabilité (4.3.2.2), les amendements proposés dans les Règles NEBEF 3.4 ne précisent plus que, dans le cas d'activation sur le MA, la limitation s'applique aux ajustements à la hausse. Cette précision devrait être maintenue dans les règles NEBEF 3.4.</p>	La précision a bien été introduite dans les articles 4.3.1.3 et 4.3.2.2
Energy Pool	Retrait de l'Agrément Technique	4.5	<p>Au vu de la durée du processus, au moment où RTE identifierait que 3 années ont été avec une fiabilité &lt; 50%, l'acteur ne pourrait déjà presque plus agir sur l'indicateur de l'année suivante puisqu'il incluerait l'année déjà passée et les 10 premiers mois de l'année du calcul.</p> <p>Par ailleurs, le délai de 10 jours pour faire un retour à RTE suite à une mise en demeure paraît court pour pouvoir faire des propositions pertinentes, et 3 années consécutives avec une fiabilité inférieure à 50% avant le retrait d'un agrément technique paraît long.</p> <p>Ajouter des étapes :</p>	<p>Rte est en faveur d'une approche progressive telle que proposée par l'acteur et a ainsi proposé l'évolution suivante :</p> <p>Dès lors qu'un acteur a un indicateur de fiabilité &lt; 50 %, les règles lui imposent de soumettre sous 3 mois un dossier proposant des solutions d'amélioration de sa fiabilité. Cette obligation vise à ouvrir l'échange avec Rte et améliorer au plus tôt la fiabilité de l'acteur.</p> <p>Au bout de 3 indicateurs de fiabilité consécutifs &lt; 50 %, l'acteur est mis en demeure pour proposer des solutions dans une durée</p>

			<p>- dès la première année &lt;50% : mise en demeure, et l'acteur a 3 mois pour présenter des mesures pour retrouver un indicateur de fiabilité correct. Cela permettra des échanges avec RTE pour tenter de résoudre le problème, mais ne permettra pas forcément de rattraper le niveau de fiabilité de l'année suivante</p> <p>- si la troisième année est encore &lt;50% : conserver le délai de 10 jours pour mise en demeure de justifier le niveau de fiabilité sur les 3 années précédentes, et retrait de l'agrément si les justifications ne sont pas suffisantes</p>	de 10 jours ouvrés. A défaut ou dans le cas où les mesures sont insuffisantes, l'agrément technique est retiré.
Equinov	Date de suppression de l'écart OE	6.3.3	Les dates de mises en œuvre du changement d'agrément technique ne sont pas inscrites en dur dans les règles. Les acteurs ne peuvent donc pas planifier et prioriser correctement leurs évolutions SI avec une visibilité sur les échéances. A minima, Equinov demande qu'une notification aux acteurs « 6 mois avant » soit inscrite dans les règles.	<p>La date d'entrée en vigueur des nouvelles modalités d'agrément technique est inscrite en dur dans les règles au 1<sup>er</sup> janvier 2024 à l'article 4.3.2.</p> <p>La date J de suppression de l'écart NEBEF Mensuel OE sera quant à elle notifiée aux acteurs 3 mois avant la mise en œuvre de la mesure.</p>
Equinov	Date de suppression de l'écart OE	6.3.3	Pour apporter plus de clarté, il serait souhaitable d'inscrire dans les règles les dates de mise en œuvre du changement des modalités de l'agrément technique et aussi envoyer une notification aux acteurs 3 mois à l'avance.	<p>La date d'entrée en vigueur des nouvelles modalités d'agrément technique est inscrite en dur dans les règles au 1<sup>er</sup> janvier 2024 à l'article 4.3.2.</p> <p>La date J de suppression de l'écart NEBEF Mensuel OE sera quant à elle notifiée aux acteurs 3 mois avant la mise en œuvre de la mesure.</p>
Energy Pool	Date de suppression de l'écart OE	6.3.3	Pourquoi une date J est-elle nécessaire pour la suppression de l'écart OE ? Celle-ci devrait être liée à la mise en place de la nouvelle version de l'agrément. Remplacer "à partir de la date J" par "à partir du 1er janvier 2024"	Cette mesure permet de ne pas superposer deux régimes de limitation de la capacité valorisable. Par ailleurs, les effacements réalisés après la suppression de l'écart OE seront pris en compte dans la limitation en 2024 et 2025, incitant à une bonne fiabilité.
Energy Pool	Limitation	6.3.3	Comment se fait le choix de (ou des) l'EDE à laquelle appliquer l'écêtement en cas de Programme déclaré au-delà de la puissance maximale autorisée pour un acteur ?	Comme indiqué à l'article 6.3.3 des règles NEBEF 3.4, les programmes écrêtés sont les derniers programmes chronologiquement reçus par RTE.
Enedis	Cession et transfert	4.4	Ajout de "RTE informe les GRD concernés des transferts d'agréments techniques acceptés et refusés"	La liste des acteurs en possession d'un agrément technique est mise à jour sur le Portail Services de RTE à l'adresse suivante : <a href="https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html">https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html</a>

## 2. Méthodes par prévision et par historique

Acteur	Thématique	Règles	Commentaire	Réponse Rte
Eqinov	Capa Max	5.3.1	Dans le paragraphe 5.3.1, Eqinov souhaiterait que RTE spécifie le traitement effectué sur la capacité d'effacement d'un site lorsque la puissance souscrite de ce dernier évolue en cours de mois.	Les règles ont été complétées pour préciser que le contrôle se fera au début de chaque mois.
Flexcity	Capa Max	5.3.1	On observe fréquemment des sites qui modifient leur puissance souscrite au cours du mois. Cette modification peut avoir une incidence sur le suivi de l'homologation. En effet, la capacité maximale d'effacement doit être inférieure ou égale à la puissance souscrite. Ainsi, se pose la question du calcul des indicateurs lorsque la puissance souscrite diminue en dessous de la capacité maximale en cours de mois. De plus, les mises à jour de périmètre (avec un préavis de 10 JO) ne permettent pas de s'assurer que sur un jour J, la capacité maximale d'un site soit bien inférieure à sa puissance souscrite. Il semblerait judicieux de définir la capacité maximale d'un site comme le minimum entre la puissance souscrite et la capacité maximale déclarée par l'OE.	Les règles ont été complétées pour préciser que le contrôle se fera au début de chaque mois.  La règle de gestion mise en place consiste effectivement à limiter la Capacité Maximale à la Puissance Souscrite du site en cas de dépassement.
Alpiq	Capa Max	5.3.1	En remplaçant la capacité minimale par la capacité maximale dans les indicateurs, les acteurs pourraient systématiquement déclarer comme capacité minimale d'effacement 0 et capacité maximale = La puissance souscrite. Quels seraient alors les moyens de contrôler la fiabilité des effacements et des prévisions ? Ex : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puissance Souscrite du site = 100 MW</li> <li>• Courbe de charge (consommation normale du site hors effacement) = 99 MW</li> <li>• Capacité effacement du site = 10 MW</li> </ul> Un acteur peut déclarer : Capa min d'effacement = 0, et capa max d'effacement = 100 MW  En envoyant comme prévision 110 MW, il pourrait systématiquement être conforme aux critères d'homologation par prévision sans risque sur le critère de fiabilité : $(110 - 99)/100 = 11\%$	Rte a ajouté à l'article 7.2.4.3 une possibilité d'audit pour éviter ce genre de comportements.  « RTE peut décider de conduire des audits pour vérifier la cohérence des prévisions de consommation envoyées. RTE peut sous-traiter la réalisation de ces audits mais en conserve la responsabilité. En cas de manquement avéré, le retrait de l'homologation du Site de Soutirage concerné pourra être envisagé. »



			<p>(Le site n'a même pas besoin de vraiment s'effacer dans ce cas pour valoriser 11 MW d'effacement).</p> <p>Nous souhaitons donc que des moyens de contrôle soient mis en place si cette disposition devait être confirmée.</p>	
Eqinov	Homologation - Prévision	7.2.4	Eqinov souhaiterait que soit précisé que l'absence de prévision lorsque le site n'est pas rattaché à une entité du périmètre de l'opérateur n'est pas comptabilisée dans les indicateurs, pour ne pas pénaliser les mouvements de sites, généralement annuels, au sein de différents opérateurs.	L'OE devra faire une demande de retrait d'homologation pour un site retiré de son périmètre. Cette demande occasionnera un délai de carence de 9 mois pour éviter que des entrées / sorties détournent la règle des 3 critères de suivi par an. Cette précision a été apportée à l'article 7.2.4.
Eqinov	Homologation - Prévision	7.2.4	Eqinov souhaiterait que soit précisé que la notion « le critère n'a pas pu être calculé » fait référence à une absence de prévision de la part de l'opérateur et non à un problème de calcul des indicateurs de la part de RTE.	Aujourd'hui, seuls les cas d'absence de courbe de charge empêchent le calcul de l'indicateur. Les nouvelles règles prévoyant une erreur nulle dans ce cas, l'indicateur sera systématiquement calculé en cas d'envoi de prévision.
Eqinov	Date de mise en œuvre	7.	Eqinov, regrette que les dates de mises en œuvre du changement du calcul d'homologation et des seuils ne soient pas inscrites en dur dans les règles. Les acteurs ne peuvent donc pas planifier et prioriser correctement leurs évolutions SI avec une visibilité sur les échéances. Par ailleurs, l'absence de date indicative concernant la « date I » amène Eqinov à s'interroger si les dates évoquées en concertation sont toujours d'actualité. A minima, Eqinov demande qu'une notification aux acteurs «6 mois avant » soit inscrite dans les règles.	Rte informera les acteurs 3 mois avant l'entrée en vigueur de la mesure prévue en T1 2023. Par ailleurs, la date I ne s'applique plus pour l'application de la limitation à 5 périodes disjointes d'indisponibilité, cette mesure s'appliquant désormais au 1 <sup>er</sup> juillet 2022, dès l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4
Energy Pool	Date de mise en œuvre	2.3.4 / 5.3.2	<p>Energy Pool s'étonne que ces évolutions ne soient pas mises en place dès l'entrée en vigueur des règles.</p> <p>Supprimer la mention à une date I</p>	<p>Rte informera les acteurs 3 mois avant l'entrée en vigueur de la mesure prévue en T1 2023.</p> <p>Par ailleurs, la date I ne s'applique plus pour l'application la limitation à 5 périodes disjointes d'indisponibilité, cette mesure s'appliquant désormais au 1<sup>er</sup> juillet 2022, dès l'entrée en vigueur des règles NEBEF 3.4</p>
Engie	Indisponibilités - méthode par historique	7.2.5.2.2	ENGIE est en faveur de la suppression de la contrainte des 5 périodes disjointes de déclaration d'indisponibilités exceptionnelles, tout en maintenant les 49 journées d'indisponibilités exceptionnelles par an. Si cette limite semble suffisante, il conviendra comme proposé de suivre cette limite et la revoir si elle s'avère limitante.	Comme indiqué en concertation, un suivi de l'atteinte de cette limitation sera réalisé pour la revoir si elle s'avère limitante.
Eqinov	Demandes d'homologation - délais	7.2.4.1 / 7.2.4.2	Un délai de 7 jours ouvrés pour faire une demande d'homologation en méthode par prévision a été rajouté dans les règles, en plus du délai de 10 jours ouvrés pour notifier le rattachement d'un site à une entité. Cela	Cette précision est liée à un manque dans les règles 3.3, elle s'aligne avec les mesures définies pour la méthode par historique. Par ailleurs, suite à l'automatisation des demandes

			fait donc un délai de 17 jours ouvrés à respecter pour faire entrer un nouveau site dans le portefeuille. Cette concertation n'a pas eu lieu et RTE définit aujourd'hui un délai qui semble compatible avec ses propres contraintes SI, mais qui restreint beaucoup la souplesse pour faire entrer de nouveaux sites dans le portefeuille d'un acteur.	d'homologation, ce délai sera ramené à 2 JO pour la prévision et l'historique.
Flexcity	Demandes d'homologation - délais	7.2.4.1 / 7.2.4.2	Nous constatons l'introduction de nouvelles contraintes dans les articles 7.2.4.1 et 7.2.4.2 qui n'ont pas été concertées lors des GT. Ils concernent l'ajout d'un délai 7 JO pour faire une nouvelle demande d'homologation (article 7.2.4.1).	Cette précision est liée à un manque dans les règles 3.3, elle s'aligne avec les mesures définies pour la méthode par historique. Par ailleurs, suite à l'automatisation des demandes d'homologation, ce délai sera ramené à 2 JO pour la prévision et l'historique.
Eqinov	Reprévisions en J-2	7.2.4.2	RTE a ajouté la mention suivante « L'Opérateur d'Effacement pourra envoyer une nouvelle prévision de consommation pour chaque Site de Soutirage au plus tard en J-2 avant 16 Heures 30, <b>dans la mesure où une prévision initiale a bien été envoyée en S-1 pour la période associée.</b> Cette possibilité est offerte au maximum quatre (4) fois par mois. » Il n'est ainsi plus possible de déclarer une prévision sur un jour J en J-2 si aucune prévision n'a été envoyée en S-1 sur cette journée mais qu'une prévision a bien été envoyée en S-1 pour d'autres jours de la semaine S. Or, en l'absence de cette mention en gras, il était inscrit dans les règles qu'on pouvait renvoyer en J-2 une prévision sur un jour J si une prévision sur au moins un jour de la semaine S avait été envoyée en S-1.	Une reprévision impliquant une prévision initiale, cette précision vise à empêcher un risque de surestimation d'une prévision à l'approche de jours de tension mieux prévisibles en J-2, sans possibilité de comparaison avec une prévision envoyée en S-1. La déclaration d'une indisponibilité à J-2 sera instruite ultérieurement.  En outre, RTE a supprimé l'heure limite d'envoi de prévisions fixée actuellement à 16h30 (en S-1 ou en J-2), les prévisions pour NEBEF pourront ainsi être envoyées jusqu'à 23h59
Flexcity	Reprévisions en J-2	7.2.4.2	A l'article 7.2.4.2, une nouvelle contrainte apparaît et concerne l'impossibilité de déclarer une prévision sur un jour J en J-2 si aucune prévision n'a été envoyée en S-1 sur cette journée mais qu'une prévision a bien été envoyée en S-1 pour d'autres jours de la semaine S. Sauf erreur de notre part, dans les règles NEBEF 3.3, il était acquis que l'on pouvait renvoyer en J-2 une prévision sur un jour J si une prévision sur au moins un jour de la semaine S avait été envoyée en S-1.	Une reprévision impliquant une prévision initiale, cette précision vise à empêcher un risque de surestimation d'une prévision à l'approche de jours de tension mieux prévisibles en J-2, sans possibilité de comparaison avec une prévision envoyée en S-1. La déclaration d'une indisponibilité à J-2 sera instruite ultérieurement.  En outre, RTE a supprimé l'heure limite d'envoi de prévisions fixée actuellement à 16h30 (en S-1 ou en J-2), les prévisions pour NEBEF pourront ainsi être envoyées jusqu'à 23h59

### 3. Barème de versement fournisseur

Acteur	Thématique	Règles	Commentaire	Réponse Rte
Equinov	Cadre réglementaire de la mesure	10.2	Il est prématuré d'inscrire dans les Règles des modalités qui doivent d'abord être précisées par décret. Si l'ordonnance 2021-237 du 3 mars 2021 qui a modifié l'article L271-3 du code de l'énergie est désormais ratifiée, elle doit encore être complétée d'un décret pris en Conseil d'Etat, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. A date, l'article R271-8 du code de l'énergie vise toujours la part « énergie » du prix de fourniture.	L'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 transposant la directive (UE) 2019/944, ratifiée par l'article 96-V de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, a modifié l'article L.271-3 du code de l'énergie, définissant le prix de référence du barème de versement comme : « la part approvisionnement du prix de fourniture des sites de consommation dont la consommation est en tout ou partie effacée. ». Cette modification d'origine législative prévaut sur tout texte réglementaire qui préciserait encore que les barèmes de versement reflètent la part " énergie " du prix de fourniture des sites de consommation.
Voltalis	Cadre réglementaire de la mesure	10.2	Sur le principe, Voltalis s'interroge sur la compatibilité du dispositif proposé avec le droit européen, tant en matière de règles du marché intérieur que d'aides d'État. En particulier, si l'analyse présentée par RTE se réfère à l'adaptation du cadre français présentée comme réalisant la transposition, au niveau législatif et par ordonnance, d'une directive européenne, il conviendrait de vérifier que le dispositif en résultant, règles proposées incluses, entre bien dans le cadre européen. Pour cela, il reste notamment à établir que le versement, en tant qu'il est reçu par un fournisseur, n'excède pas les coûts qu'il supporte durant l'activation de l'effacement ; et qu'il n'en résulte pas une barrière pour cette activité du fait de l'imputation de cette charge aux seuls opérateurs d'effacement, plutôt que sa répartition entre les entreprises d'électricité.	L'intégration de la part capacitaire dans le barème de versement fournisseur, et la modification des règles qui en résultent, ont pour origine une ordonnance, ratifiée par une loi, transposant la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur. Aux termes de cette directive et particulièrement son article 17.4, la compensation financière versée par les agrégateurs doit correspondre aux coûts supportés par les fournisseurs pendant la période d'activation de la participation active de la demande (effacement). Dès lors, en transposant la directive, les autorités françaises ont bien considéré que la part capacitaire rentrait dans les coûts des fournisseurs dans ce cadre. Il doit être rappelé qu'en application de l'article L. 335-1 du code de l'énergie, chaque fournisseur d'électricité doit contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses Clients, en puissance et en énergie,

				sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Aucun avantage pour un fournisseur permettant de motiver une aide d'état ou une barrière à l'entrée pour les agrégateurs n'est démontrée.
RAPPEL	Lissage de la capacité	10.2.2	RTE a mentionné que les fournisseurs lissaient le coût de l'obligation sur l'ensemble des jours d'hiver, ce n'est pas le cas au moins pour une certaine catégorie de sites.	La CRE, ainsi que les fournisseurs interrogés dans le cadre de la concertation, ont confirmé la répercussion du coût de la capacité de manière lissée sur l'hiver pour la majorité des sites de soutirage concernés par le barème régulé.
EDF	Référence du prix de la capacité	Rapport d'accompagnement	EDF identifie une erreur dans le rapport d'accompagnement concernant la référence de prix proposée pour la part non couverte par les droits ARENH : la question posée fait en effet référence à une moyenne établie sur une seule année (entre le 1er janvier <b>N-1</b> et l'enchère du PREC de l'année N).	Une erreur s'est effectivement introduite dans le rapport d'accompagnement, la référence de prix pour la part non couverte par les droits ARENH étant bien la moyenne des enchères entre le 1 <sup>er</sup> janvier <b>N-2</b> et l'enchère du PREC de l'année N.
Engie	Barème télérelevé	10.2.2	ENGIE valide les formules proposées, même si certaines simplifications proposées initialement par RTE auraient pu être conservées (par soucis de simplification des règles / formules).	L'ensemble de ces mesures ont été concertées, RTE a proposé l'approche simplifiée et l'approche la plus représentative de la réalité d'approvisionnement des fournisseurs. L'avis majoritaire des acteurs a été considéré.
Equinov	Répartition de l'obligation au sein d'une EDE	10.2	Pour un site télérelevé au modèle corrigé, une incertitude existe sur le calcul de l'obligation de capacité affectée à l'acteur obligé proposée par RTE car il faudrait que la correction soit faite sur la base des effacements du site et non de l'effacement proratisé pour le site au niveau de l'effacement global réalisé au niveau de l'EDC. Sans détail du calcul de Coefficient <sub>Appartenance</sub> on peut s'interroger sur des potentiels effets de transfert entre acteurs obligés de l'obligation de capacité liée à la réalisation d'un effacement au niveau d'une entité.	Pour les sites télérelevés au modèle corrigé, RTE calcule conformément à l'article 10.3.1.1 des règles NEBEF des chroniques d'effacements réalisés par site. Ces chroniques sont utilisées dans le cadre du calcul d'obligation pour déterminer la puissance d'effacement certifiée et activée sur le périmètre d'un Acteur Obligé, mentionnée à l'article A.3.2.2.8 des Règles du Mécanisme de capacité.
Voltalis	Barème profilé	10.2.1	Les modalités d'instauration et d'évolution du dispositif de versement manquent de transparence tant pour ce qui est des méthodes de calcul employées que de l'information des acteurs.	Le barème profilé étant basé sur la part énergie (et capacité dès 2023) du Tarif Réglementé de Vente d'électricité (TRVe), l'ensemble des hypothèses, méthodes et formules de calcul sont détaillées et justifiées dans les délibérations de la CRE à chaque mouvement du TRVe. Par ailleurs, les fichiers des valeurs détaillées sont disponibles dans l'Open Data de la CRE.

				En complément des délibérations de la CRE sur les mouvements du TRVe, RTE informera désormais les acteurs de la mise à jour des barèmes profilés via Market Services
Engie	Barème télérelevé	10.2.2	Concernant le planning, dans la mesure où le nouveau jeu de règle entre en vigueur au en cours d'année 2022, faut-il s'attendre à l'application de ce nouveau barème au 01/01/2023 ?	Le barème télérelevé calculé suivant les modalités des règles NEBEF entrera en vigueur au 1 <sup>er</sup> janvier 2023, il est calculé pour chaque année calendaire.  Le barème profilé est quant à lui défini en fonction du TRVe en vigueur, son évolution suit les mouvements de TRVe.
Equinov	Généralisation du modèle corrigé	10.2	Appliquer le modèle corrigé à tous permettrait de supprimer le versement régulé et palier les biais qu'il comporte et harmoniserait donc le traitement capacitaire et énergie pour l'ensemble des sites.	Rte lancera en 2022 l'instruction de la généralisation du modèle corrigé pour l'ensemble des sites qui, selon les résultats de l'instruction pourra être envisagée dans une version ultérieure des règles.
Flexcity	Généralisation du modèle corrigé	10.2	Nous réitérons le souhait d'appliquer le modèle corrigé à tous les sites télérelevés pour mieux prendre en compte le coût de la capacité lors des effacements et aussi s'affranchir des biais liés au calcul du barème en énergie.	Rte lancera en 2022 l'instruction de la généralisation du modèle corrigé pour l'ensemble des sites qui, selon les résultats de l'instruction pourra être envisagée dans une version ultérieure des règles.

## 4. Evolutions diverses

Acteur	Thématique	Règles	Commentaire	Réponse Rte
Equinov	Contrôle du réalisé - Absence de CDC télérelevée	7.3.1	<p>La répartition des volumes entre sites selon une règle au prorata est actuellement effectuée entre J+3 et le contrôle du réalisé et pose déjà des problèmes importants pour la correction des volumes et la facturation d'énergie de nombreux sites industriels, générant de nombreuses contestations vis-à-vis des fournisseurs d'énergie et des opérateurs d'effacement.</p> <p>La proposition de RTE entend donc conserver cette répartition au prorata tant qu'une absence de courbe de charge est supportée par l'entité.</p> <p>Equinov réitère sa position de conserver à partir de M+3 les modalités de calculs actuelles en cas d'absence de courbes de charges réalisées : la courbe de charge doit être considérée comme nulle pour le contrôle du réalisé.</p>	<p>Rte propose la suppression de cette évolution et le maintien des dispositions actuelles en cas d'absence de courbe de charge : considérer la courbe de charge comme étant nulle.</p> <p>Rte souligne que l'impact de cette mesure n'est pas le même selon que le site soit sur une méthode historique, prévision ou rectangle.</p>
Flexcity	Contrôle du réalisé - Absence de CDC télérelevée	7.3.1	<p>La nouvelle proposition faite par RTE engendre des conséquences non proportionnées : l'absence d'une seule courbe de charge manquante impactera un ensemble de sites qui se verront attribuer un volume effacé ne reflétant pas leurs effacements effectifs.</p> <p>A ce titre, Flexcity propose une conservation des modalités de calculs en cas d'absence de courbes de charges réalisées : la courbe de charge doit être considérée comme nulle pour le calcul de la première chronique d'effacement réalisée. Ensuite, en fonction de la complétude des données remontées (initialement manquantes), générer un recalcul de la chronique d'effacement réalisée.</p>	<p>Rte propose la suppression de cette évolution et le maintien des dispositions actuelles en cas d'absence de courbe de charge : considérer la courbe de charge comme étant nulle.</p> <p>Rte souligne que l'impact de cette mesure n'est pas le même selon que le site soit sur une méthode historique, prévision ou rectangle.</p>
Voltais	Contrôle du réalisé - Absence de CDC		<p>La solution optimale est de recourir aux courbes de charges de l'opérateur d'effacement (OE) afin de garantir la continuité de la chaîne du contrôle à la facturation dans les délais impartis, en cas de courbes de charges manquantes de la part d'ENEDIS. D'autant plus, qu'elle est déjà pratiquée sans faille, dans le cas des sites non équipés de compteurs non Linky et de ceux concernés par l'expérimentation de la sous-mesure, en application de l'article</p>	<p>Rte instruira cette solution dans le cadre d'un futur jeu de règles.</p> <p>Rte rappelle néanmoins que tous les sites de soutirage concernés ne participent pas nécessairement à l'expérimentation sous-mesure ou que leurs opérateurs d'effacement ne possèdent pas tous la qualification profilé.</p>

			<p>7.1.3.2.2.2 des règles NEBEF 3.3. La qualité de la donnée et la fiabilité de l'ensemble de la chaîne de transmission sont garanties préalablement par RTE qui délivre la qualification pour le profilé.</p> <p>Ainsi compte tenu de ces gages de fiabilité et d'une mise en pratique déjà éprouvée, Voltalis souhaite vivement que le traitement des CDC manquantes pour les sites profilés s'oriente vers cette solution de recours aux CDC des OE pour garantir un contrôle du réalisé exhaustif et dans les délais impartis.</p>	<p>Cette mesure, si elle est mise en œuvre, ne pourra ainsi être qu'en complément d'une autre mesure pour les sites non éligibles.</p>
Equinov	Périmètre - Multi-OE	5.2.2.1.1 / 5.2.2.2	<p>Equinov rappelle son opposition au « mono opérateur » et souhaite que le multi-opérateur multi-mécanisme puisse être déployé sur l'ensemble des mécanismes.</p>	<p>Rte reviendra vers les acteurs sur ce sujet en 2022.</p>
Voltalis	Seuil EDE profilée	5.2.2.1.3	<p>L'abaissement du seuil de constitution d'une EDE profilée sur le seuil de profilage constitue un choix répondant à des problématiques techniques des gestionnaires de réseau et des fournisseurs, qui n'est pas en adéquation avec l'activité de l'effacement diffus. En effet, avec la généralisation des compteurs Linky, les effacements des sites profilés C5 sont bien certifiés à partir de télérelèves (du GRD ou des boîtiers des opérateurs d'effacement pour les sites non équipés de compteurs Linky) pareillement aux sites télérelevés, remettant en question le choix historique d'utiliser le seuil de profilage pour délimiter les EDE.</p> <p>Il convient de ne retenir qu'un seuil, à 1 MW, qui est le seuil reconnu par les autorités françaises et la Commission européenne pour la seule distinction qui demeure, entre les deux filières d'effacement, l'une de l'effacement industriel et l'autre de l'effacement diffus.</p>	<p>Il n'y a pas de lien entre le seuil de profilage de la section 2 des règles MA-RE (qui induit celui des EDA/EDE profilées) et les seuils en puissance des lots de l'AOE. D'ailleurs, à l'AOE, les sites de soutirage de puissance souscrite inférieure ou égale à 1 MW (lot 1 correspondant au segment diffus) peuvent appartenir à des capacités d'effacement candidatant au titre du lot 2.</p> <p>Et ces seuils diffèrent déjà aujourd'hui :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>le lot 1 « segment diffus » de l'AOE comprend les sites &lt; 1 MW</li> <li>le seuil des EDA/EDE est 250 kW (ancien seuil de profilage RE, que cette évolution cherche à aligner avec le seuil de profilage RE en vigueur)</li> </ul> <p>En effet, la notion de « segment diffus », utilisée dans l'AOE pour désigner le premier lot, est une notion plus large que celle de site de soutirage profilé, dont les règles MA-RE donnent une définition très précise.</p> <p>Enfin, outre le fait que la puissance effaçable d'un site est une grandeur déclarative et non pas contractuelle/opposable comme l'est sa puissance souscrite, elle ne peut pas s'y substituer dans la définition du seuil des EDA/EDE, car celui-ci est en adhérence avec le seuil de profilage de la section 2 des règles MA-RE, lui-même exprimé en terme de puissance souscrite.</p>

EDF	Seuil EDE profilée	1.	La nouvelle définition, qui sera applicable à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2023, n'a pas été ajoutée à la définition d'EDE profilée dans le projet de règles NEBEF 3.4 soumis par RTE.	La définition a bien été mise à jour dans les règles NEBEF 3.4
Enedis	Seuil EDE profilée	5.2.2.1.3	<del>Remplacer "A compter du 1er janvier 2023, une EDE Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est inférieure au seuil en dessous duquel la consommation des Sites peut être calculée par Profilage, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE.</del> par "A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2023, une EDE Profilée est constituée de Sites de Soutirage dont la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (Sites pour lesquels la consommation peut être calculée par Profilage pour les besoins de la Reconstitution des Flux, tel que défini au chapitre F de la Section 2 des Règles MA/RE)".	Le choix de rédaction a été fait afin de limiter la duplication de la donnée et éviter ainsi les risques d'incohérence entre jeux de règles.
Energy Pool	Sous-mesure	7.1.2	Au vu de la durée de l'expérimentation de la sous-mesure, introduire une date F ne paraît pas approprié	La contrainte liée à la date F s'appliquant pour l'ensemble des sites au modèle corrigé, il est nécessaire d'aligner le processus de rebouchage des courbes issues de la sous-mesure avec celui des courbes issues des gestionnaires de réseau
Enedis	Cession de l'accord de participation	3.4	Ajout de "RTE informe les GRD concernés des cessions et transferts d'Accords de Participation "	Les règles NEBEF 3.4 précisent que « L'Opérateur d'Effacement cessionnaire ou bénéficiaire devra signer l'Annexe 4 avec les GRD concernés.»
Eenedis	Cession de la qualification profilé	8.8	Ajout de "RTE informe les GRD concernés des transferts de qualification acceptés et refusés"	La liste des acteurs en possession de la qualification profilé est mise à jour sur le Portail Services de RTE à l'adresse suivante : <a href="https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html">https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html</a>
Enedis	Cession de la qualification sous-mesure	9.1.7	Ajout de "RTE informe les GRD concernés des transferts de qualification acceptés et refusés"	La liste des acteurs en possession de la qualification sous-mesure est mise à jour sur le Portail Services de RTE à l'adresse suivante : <a href="https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html">https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/effacements-de-consommation-nebef.html</a>